

Среднесрочное планирование выработки электроэнергии в электроэнергетических системах¹

ПАЛАМАРЧУК С.И.

Рассмотрены особенности постановки задачи среднесрочного планирования загрузки электростанций в условиях оптового рынка электроэнергии. Предложен подход к решению задачи с использованием двухуровневых оптимизационных моделей. Такие модели учитывают возможность искажения информации о технико-экономических показателях генерирующего оборудования и последующее централизованное планирование выработки электроэнергии подразделениями Системного оператора. В рамках двухуровневых моделей рассчитываются уровни узловых равновесных цен оптового рынка. Расчет цен необходим для учета ценовой эластичности потребления и анализа прибыли поставщиков электроэнергии. Для моделирования поведения конкурентов в условиях олигопольного рынка определяется равновесное состояние, при котором у поставщиков электроэнергии нет стимула менять свои решения в одностороннем порядке.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, планирование выработки электроэнергии, динамическое программирование, двухуровневая модель, равновесное состояние

Планирование загрузки электростанций – одна из традиционных задач оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Планирование выработки электроэнергии является важной подзадачей в комплексе задач планирования (прогнозирования) режимов электроэнергетических систем (ЭЭС) [1, 2].

Среднесрочное планирование охватывает период времени (планируемый период) от нескольких суток до одного года. Вопросы инвестирования в модернизацию оборудования, сооружения новых объектов, многолетнего регулирования стока рек остаются за пределами этой задачи. Дисконтирование денежных потоков в рамках года тоже не рассматривается.

Среднесрочное планирование выполняется для формирования:

сводных прогнозных балансов производства и поставки электроэнергии (мощности);

Specific features relating to the problem statement and objectives of medium-term scheduling of power station loads under the conditions of a wholesale market of electricity are considered. An approach to solving the problem with the use of two-level optimization problems is proposed. Such models take into account possible distortion of information about the technical and economic indicators of generating equipment followed by centralized scheduling of electricity generation by structural units of the System Operator. The levels of nodal equilibrium prices in the wholesale market are calculated within the framework of two-level models. Calculation of prices is necessary for taking into account the price elasticity of consumption and for analyzing the profit of electricity suppliers. For modeling the behavior of competitors under the conditions of an oligopol market, an equilibrium state is determined at which the electricity suppliers gain no profit from unilaterally changing their decisions.

Key words: electric power system, scheduling of electricity generation, dynamic programming, two-level model, equilibrium state

среднесрочных производственных программ и бизнес-планов отдельных электростанций и генерирующих компаний.

Результаты среднесрочного планирования используются подразделениями ОАО «Системный оператор ЕЭС» (СО ЕЭС) при разработке краткосрочных диспетчерских планов на предстоящие сутки.

Сводный прогнозный баланс формируется в рамках ЕЭС России и по отдельным субъектам РФ [3]. Основные показатели баланса определяются на год с квартальной и месячной разбивкой. Баланс формируется на основе предложений поставщиков и покупателей электроэнергии с учетом потерь и пропускной способности электрических сетей [3].

Производственные программы электростанций и генерирующих компаний разрабатываются с учетом сводного прогнозного баланса по критерию минимизации суммарных затрат покупателей электроэнергии [1, 2]. Оптимальное планирование выработки электроэнергии обеспечивает эффективный режим загрузки генерирующего оборудования, рациональное снабжение электростанций первич-

¹ Работа выполнена при поддержке ведущей научной школы (грант НШ №1507.2012.8).

ными энергоресурсами, своевременную профилактику и ремонт оборудования для обеспечения надежной работы ЭЭС разного уровня.

Среднесрочное планирование предполагает разбивку планируемого периода на некоторое число временных интервалов. Продолжительность отдельных интервалов может быть различной в зависимости от «переменчивости» состояния ЭЭС и достоверности используемой исходной информации (сутки, диспетчерские недели, месяцы). Считается, что на протяжении интервала параметры электроэнергетических режимов поддерживаются постоянными или в требуемых пределах.

В общем случае среднесрочное планирование выработки электроэнергии предполагает наличие в ЭЭС как тепловых (ТЭС), так и гидравлических (ГЭС) электростанций. Планирование загрузки ГЭС требует анализа запасов и уровней воды в водохранилищах, объемов расхода воды через турбины и холостые сбросы, прогнозов боковой приточности воды в водохранилища и каскадное расположение станций по руслу рек. Выработка электроэнергии на ГЭС во многом определяется водохозяйственными и экологическими ограничениями. Ограничения могут лимитировать работу ЭЭС в отдельные интервалы времени, обеспечивать достижение нужных показателей за несколько интервалов или весь период планирования. Информация о потреблении и, особенно о приточности воды, имеет большую степень неопределенности. Чаще всего в интервалах времени такая информация представляется в вероятностной форме.

Планирование режимов работы ЭЭС, содержащих ГЭС, требует учета взаимозависимости принимаемых решений в отдельные интервалы времени. Объемы воды для выработки электроэнергии на конкретной ГЭС в одни интервалы времени влияют на загрузку этой станции в оставшееся время планируемого периода. Кроме того, решение об использовании воды в отдельные интервалы времени влияет на суммарную выработку станций разного типа и на общую экономичность работы ЭЭС. С математической точки зрения среднесрочное планирование выработки электроэнергии представляет собой многоинтервальную во времени задачу стохастического программирования с взаимной зависимостью характеристик работы ЭЭС в отдельных интервалах и интегральными для нескольких интервалов ограничениями.

Разработке математических моделей и методов решения задачи планирования режимов в ЭЭС с ГЭС посвящено большое число отечественных и зарубежных работ. Работы разных исследовательских групп отличаются точностью моделирования электроэнергетических режимов, детальностью

представления технико-экономических характеристик электростанций, подходами к учету случайного характера информации, применяемыми методами решения оптимизационной задачи.

Общей чертой применяемых методик планирования являлось использование в качестве критерия принятия решений минимума переменной части (топливной составляющей) суммарных затрат на производство электроэнергии на ТЭС. Эксплуатационные затраты ГЭС в целевую функцию обычно не включались.

Отечественная электроэнергетика в последнее десятилетие претерпела радикальные изменения. От взаимодействия вертикально интегрированных энергетических компаний отрасль перешла к конкурентным либерализованным рынкам электроэнергии и мощности. Субъектами-поставщиками на рынках являются оптовые и территориальные генерирующие компании (ГК). В отрасль вошли крупные отечественные и зарубежные инвесторы. Сформирована контролируемая государством сетевая и диспетчерская рыночная инфраструктура.

Преобразования в отрасли не могли не отразиться на практике оперативно-диспетчерского управления. Существовавшие методики планирования режимов стали плохо соответствовать интересам участников рынков электроэнергии (мощности). Возникла необходимость корректирования нормативных документов и применяемых методик планирования режимов ЭЭС.

Во-первых, поставщики и потребители стали реагировать на изменение оптовых и розничных цен. В среднесрочной перспективе потребление электроэнергии стало обладать заметной ценовой эластичностью. Для акцентированного учета интересов потребителей изменен критерий принятия решений при планировании режимов. Существовавший ранее критерий «минимум суммарных по ЭЭС затрат на производство электроэнергии» в новых редакциях нормативных документов [1, 2] заменен на «минимум затрат покупателей электрической энергии». При принятой на отечественных рынках системе локальных (узловых) равновесных цен на электроэнергию «старый» и «измененный» критерии могут приводить к разным результатам. Введение измененного критерия и необходимость учета ценовой эластичности потребления заставляет подразделения СО ЭЭС адекватно моделировать (прогнозировать) поведение рыночных цен.

Во-вторых, отдельные поставщики, меняя объемы производства и манипулируя своими экономическими характеристиками, способны влиять на рыночные цены. Задача планирования должна принимать во внимание олигопольное состояние

оптового рынка. Отдельные поставщики по-разному способны влиять на ситуацию на рынке. Часть из них пользуются своим олигопольным положением и прибегают к разным приемам улучшения своих экономических показателей. Будем называть такие ГК стратегическими поставщиками. Другие ГК не имеют возможности манипулировать информацией и при планировании режимов заявляют искаженные данные.

В-третьих, отдельные электростанции входят в состав ГК, которые преследуют свои корпоративные цели и стремятся максимизировать прибыль компании. Достижение минимума суммарных затрат в ЭЭС не является их основной целью. При планировании выработки электроэнергии следует учитывать не индивидуальные интересы электростанций, а их поведение в рамках генерирующих компаний.

В-четвертых, рынки электроэнергии относятся к рынкам с несовершенной конкуренцией. Отдельные поставщики и потребители электроэнергии могут влиять на суммарные объемы поставки и равновесные рыночные цены. При планировании выработки электроэнергии одним поставщиком должно приниматься во внимание «поведение» других ГК. Следует отметить, что перечисленные особенности не являются присущими исключительно рынку электроэнергии России. Они присущи и многим мировым рынкам.

Планирование загрузки электростанций в условиях современного оптового рынка должно учитывать все перечисленные факторы. При рассмотрении многих временных интервалов, при моделировании случайного характера информации, при учете разных интересов участников на олигопольном рынке электроэнергии задача среднесрочного планирования выработки электроэнергии описывается достаточно сложной математической моделью и требует применения нетривиальных вычислительных процедур. Современные методические и алгоритмические разработки позволяют решать такие задачи с использованием обоснованных упрощений в представлении некоторых закономерностей и взаимосвязей. Для успешного решения задачи требуется разработка новых вариантов ее постановки и применение новых методов ее решения.

В статье представлена двухуровневая математическая формулировка задачи среднесрочного планирования загрузки электростанций с учетом их работы в условиях оптового рынка. Каждая из генерирующих компаний может включать несколько электростанций, расположенных в разных узлах ЭЭС. Считается, что торговля ведется только одним товаром – электроэнергией. Другие виды рын-

ков (системных услуг, мощности) в рамках статьи не рассматриваются.

Двухуровневый подход к планированию выработки электроэнергии. Планирование режимов, как одна из функций оперативно-диспетчерского управления, выполняется централизованно подразделениями (филиалами) СО ЭЭС [1].

Во времена планово-директивного управления отечественной электроэнергетикой был налажен централизованный сбор информации об экономичности производства электроэнергии на отдельных электростанциях. Специализированные организации формировали характеристики затрат и характеристики относительных приростов затрат (предельных издержек) тепловых станций в зависимости от состава и условий работы генерирующего оборудования. Для ГЭС строились характеристики расхода воды через турбины при разных уровнях бьефов водохранилищ.

После создания независимых ГК и организации конкурентного рынка электроэнергии централизованный сбор характеристик расходов и затрат прекратился. В условиях конкурентного рынка для планирования выработки электроэнергии подразделения СО получают технико-экономические характеристики генерирующего оборудования от отдельных поставщиков. Кроме этого, поставщики представляют информацию о готовности своих генерирующих мощностей $P_{gi \max}$ к несению нагрузки в отдельные интервалы времени. Подразделения СО планируют режимы работы ЭЭС в предположении, что представленные характеристики отражают истинные затраты и расходы энергоресурсов отдельных электростанций на производство электроэнергии, а представленные значения пределов $P_{gi \max}$ соответствуют реальным возможностям электростанций по выработке мощности.

К сожалению, в условиях рынка, даже при контроле за достоверностью предоставляемой информации службами СО ЭЭС, такие предположения не всегда верны. Поставщики могут исказить некоторые параметры представляемых характеристик для увеличения своей прибыли. Возможность таких манипуляций обусловлена несовершенной конкуренцией на рынках электроэнергии.

Искажение пределов $P_{gi \max}$ имеет смысл для электростанций, входящих в состав крупных ГК, способных влиять на цену рынка. Сообщая СО заниженные значения $P_{gi \max}$, ГК может увеличить свою прибыль за счет сокращения эксплуатационных затрат на i -й электростанции, повышения рыночных цен и увеличения дохода на других электростанциях.

Отметим, что отдельные ГК с ТЭС могут одновременно манипулировать параметрами характеристик затрат и пределами загрузки электростанций. Некоторые поставщики могут задавать только искаженные пределы $P_{gi \max}$. Генерирующие компании, имеющие в своем составе гидроэлектростанции, могут манипулировать характеристиками расхода воды и пределами мощности отдельных агрегатов.

Решение задачи планирования имеет два уровня (стадии). На первом (нижнем) уровне стратегические поставщики формируют информацию о технико-экономических показателях своего генерирующего оборудования для передачи ее подразделениям СО. На втором (верхнем) уровне СО определяет режим загрузки генерирующего и сетевого оборудования в отдельные интервалы планируемого периода.

Задачу первого уровня решает каждый стратегический поставщик (ГК) с учетом ожидаемого поведения других поставщиков и с учетом того, что сформированная информация в дальнейшем будет использована подразделениями СО для планирования режимов работы ЭЭС. Поведение поставщиков зависит от условий, складывающихся на оптовом рынке (уровня цен, загрузки других ГК, ограничений на передачу мощности по связям сети, объемов поставки, предусмотренных прямыми двусторонними договорами). При максимизации своей прибыли поставщик f должен прогнозировать рыночные условия, в частности цены на электроэнергию в группах точек поставки. Предположительные данные о поведении других поставщиков для поставщика f на первом уровне решения задачи являются внешними параметрами.

Задача второго уровня сводится к централизованному планированию режимов ЭЭС с достижением минимума затрат потребителей на покупку электроэнергии. Для этого СО должен знать уровни рыночных цен в узлах потребления. На втором уровне используются данные, сформированные поставщиками на первом уровне и предоставленные СО.

От решений, принятых поставщиками на первом уровне, зависят параметры режима, определяемые СО, на втором уровне. В свою очередь, от решений, принимаемых СО на втором уровне, зависят параметры технико-экономических характеристик поставщиков, формируемые на первом уровне решения задачи. Для моделирования таких взаимоотношений применяются двухуровневые оптимизационные задачи с ограничениями разного вида [4–6]. Для исследования свойств рынков электроэнергии с несовершенной конкуренцией такие задачи использованы в [7, 8].

Моделирование рыночных цен при планировании выработки электроэнергии. Моделирование цен в группах точек поставки (узлах расчетной модели) необходимо как стратегическим поставщикам, рассматривающим свою прибыль на первом уровне планирования, так и подразделениям СО, минимизирующим суммарные затраты потребителей на покупку электроэнергии. Кроме этого, и СО, и поставщики заинтересованы в учете изменения объемов потребления в зависимости от рыночных цен в среднесрочной перспективе.

Таким образом, одна из особенностей планирования выработки в условиях рынка электроэнергии — необходимость учета меняющихся значений равновесных цен в отдельные временные интервалы планируемого периода.

Возможны два подхода к учету цен при решении диспетчерских задач: статистический и расчетный. Первый подход заключается в прогнозировании рыночных цен в рамках самостоятельной задачи. Прогнозирование опирается на статистические данные о поведении цен в аналогичные интервалы предшествующих лет, прогнозы изменения условий работы ЭЭС, сводные прогнозные балансы производства и потребления энергии. В результате прогнозирования формируются графики изменения усредненных цен для регионов и уровни равновесных цен для отдельных групп точек поставки. При планировании режимов ЭЭС уровни цен считаются известными. Такой подход упрощает задачу планирования режимов, но не отличается высокой точностью представления цен.

Второй подход сводится к расчету значений равновесных цен в процессе решения задачи планирования электрических режимов. Этот подход усложняет задачу планирования, но позволяет более точно определять цены в местах подключения потребителей и поставщиков. Второй подход дает возможность при определении цен более точно учитывать потери мощности и перегруженность участков электрической сети, гидрологические условия работы водохранилищ ГЭС, загрузку отдельных агрегатов электростанций. В рамках статьи рассматривается использование второго подхода к моделированию равновесных цен.

Для краткосрочной перспективы спрос на электроэнергию большинства промышленных потребителей обладает низкой ценовой эластичностью. Однако при среднесрочном рассмотрении режимов, удаленных от момента планирования на месяцы и кварталы, влияние цен на потребление электроэнергии оказывается заметным, а для отдельных групп промышленных потребителей весьма существенным [9–11]. Поэтому при среднесрочном

планировании загрузки электростанций СО должен принимать во внимание реакцию оптовых потребителей на изменение рыночных цен. Эта реакция в i -й группе точек поставки в одном из интервалов времени представляется функцией спроса $P_{di}(p_i)$, где P_{di} — потребляемая мощность, p_i — равновесная цена.

В основу ценообразования на рынке на сутки вперед положен подход, основанный на множителях Лагранжа, которые определяются из решения сформулированной задачи максимизации целевой функции благосостояния [12]. Если обозначить через X совокупность параметров режима в одном из интервалов, включающую мощности генерации P_{gi} , перетоки мощности в участках сети, то целевая функция благосостояния в этом интервале

$$\max_X W = \sum_{i \in I_d} p_i P_{di}(p_i) - \sum_{i \in I_g} C_i(P_{gi}) \quad (1)$$

с ограничениями по балансу мощности в узлах

$$G_i(X, P_{di}) = 0, \quad i = 1, \dots, n \quad (2)$$

и ограничениями на отдельные параметры режима или функции от них

$$j_j(X) \leq 0, \quad j = 1, \dots, m. \quad (3)$$

В выражении (1) I_d и I_g — множества номеров узлов (групп точек поставки) для потребителей и поставщиков электроэнергии; n — общее число узлов в расчетной модели; $\sum_{i \in I_g} C_i(P_{gi}) = C_S$ — суммарные эксплуатационные затраты на производство электроэнергии в ЭЭС; в (2) n — общее число узлов.

Для получения множителей Лагранжа l_i и l_j может быть сформулирована и решена двойственная к (1)—(3) задача. Другим приемом определения множителей Лагранжа является замена задачи (1)—(3) ее условиями оптимальности Куна—Таккера [13]. Такой прием в зарубежной литературе называется формированием комплементарной задачи [14]. Для задачи (1)—(3) условия оптимальности представляют собой систему соотношений

$$\frac{\partial C_S}{\partial X} - \sum_{i=1}^n l_i \frac{\partial G_i}{\partial X} - \sum_{j=1}^m l_j \frac{\partial j_j}{\partial X} = 0; \quad (4)$$

$$l_j j_j(X) = 0, \quad j = 1, \dots, m; \quad (5)$$

$$l_j \geq 0, \quad j = 1, \dots, m \quad (6)$$

при условии, что параметры режима X удовлетворяют ограничениям (2) и (3).

Неизвестными в комплементарной задаче (2)—(6) являются параметры режима X , множители Лагранжа l_i , $i = 1, \dots, n$ и l_j , $j = 1, \dots, m$. Даже при линейных функциях $G_i(X, P_{di})$, $i = 1, \dots, n$ и $j_j(X)$, $j = 1, \dots, m$, выпуклость задачи (2)—(6) не доказана. Это может приводить к сложностям в организации вычислений и неоднозначности получаемых решений.

Множители Лагранжа l_i , $i = 1, \dots, n$ к ограничениям по балансу мощности в узлах (2) с экономической точки зрения интерпретируются как цены. Множители Лагранжа характеризуют размер изменения значения целевой функции в результате малого изменения спроса в определенном узле. Это значение отражает стоимость покрытия «закрывающего» 1 МВт спроса со стороны генераторных агрегатов энергосистемы [12].

По множителям Лагранжа могут быть вычислены узловые цены $p_i = |l_i|$ и мощности потребления $P_{di}(p_i)$, $i \in I_d$. Для генераторных узлов значения узловых равновесных цен равны линейным комбинациям множителей Лагранжа $p_i = |l_i| - l_j$, $i \in I_g$.

Особенность двухуровневой постановки задачи планирования загрузки электростанций состоит в том, что моделирование цен необходимо выполнять как на нижнем, так и на верхнем уровне решения задачи. Это значит, что условия оптимальности (2)—(6) должны вводиться в свои оптимизационные задачи как поставщики электроэнергии на стадии формирования технико-экономической информации, так и СО на стадии централизованного планирования режимов. Вычисленные поставщиками и СО значения цен в отдельных узлах и интервалах времени могут различаться.

Моделирование равновесия интересов генерирующих компаний. На отечественном рынке электроэнергии сложились сложные условия для конкурентного поведения участников. Сфера генерации отличается высокой концентрацией собственности в рамках ценовых зон и, особенно, в зонах свободного перетока мощности. Это значит, что ценовые стратегии генерирующих компаний жестко взаимосвязаны. Конкуренция поставщиков на оптовом рынке весьма условна [15]. Еще хуже ситуация в секторе продаж. Конкуренция сбытовых компаний в секторе спроса на отечественном рынке практически отсутствует.

Конкурентные возможности участников рынка ухудшаются в последние годы. Стремление бизнеса к увеличению прибыльности ведет к консолидации генерирующих, сбытовых и топливдобывающих активов. Слияние и поглощение компаний в рамках формирования финансово-промышленных групп повышает возможности манипулирования

ситуацией на рынке. Действующий оптовый рынок электроэнергии и мощности представляет собой скоординированную олигополию [15].

Основной особенностью олигопольного рынка является взаимозависимость принимаемых решений его отдельных участников. Ни одно решение крупной фирмы не должно приниматься без оценки и учета возможных ответных действий со стороны конкурентов.

В отличие от других форм рынка универсальной теории олигополии не существует. Теория поведения фирм в условиях олигополии состоит из большого числа моделей, каждая из которых применима при определенных условиях и конкретных производственных отношениях. Поэтому важно разрабатывать модели и схемы анализа поведения генерирующих компаний в условиях отечественного рынка электроэнергии.

Двухуровневое планирование выработки электроэнергии в условиях действующего оптового рынка отличается следующими предположениями:

в рынке одновременно участвуют несколько стратегических ГК;

стратегические ГК равноправны; компании-лидера, имеющей привилегии в предоставлении информации, нет;

ГК одновременно формируют информацию о своих технико-экономических характеристиках для передачи СО;

каждый поставщик стремится увеличить свою прибыль от продажи электроэнергии на оптовом рынке;

картельный сговор между стратегическими поставщиками не рассматривается;

принимая решения, поставщики не имеют точной информации о технико-экономических характеристиках конкурентов. При решении задачи нижнего уровня ГК используют предполагаемые данные о поведении конкурентов.

Задача планирования выработки электроэнергии в условиях олигопольного оптового рынка может рассматриваться как Нэш-игра с несколькими игроками. Главной особенностью такой игры является то, что каждый поставщик решает не обычную, а двухуровневую оптимизационную задачу с расчетом равновесных цен в группах точек поставки потребителей и поставщиков. Формируя информацию на первом уровне, каждая стратегическая ГК должна моделировать последующие действия СО и учитывать возможную реакцию конкурентов на свои решения. Конечная цель задачи – найти равновесие, при котором в отдельных интервалах времени у поставщиков нет стимула менять свою информацию о технико-экономических ха-

рактеристиках оборудования и менять выработку электроэнергии в одностороннем порядке.

Сложной и самостоятельной проблемой является разработка методов и алгоритмов поиска равновесного состояния многих поставщиков при планировании выработки электроэнергии. Можно выделить два подхода к определению равновесного решения.

1. Решение задачи с формированием совместных условий оптимальности нескольких двухуровневых задач. Суть подхода состоит в том, что одновременно записываются условия оптимальности двухуровневой задачи каждого стратегического поставщика. Эти условия объединяются в совместные условия оптимальности. Равновесное решение находится из решения системы равенств и неравенств, соответствующей совместным условиям оптимальности нескольких стратегических поставщиков [16].

Использование такого подхода для расчетных схем реальных ЭЭС вряд ли целесообразно из-за большой размерности и высокой вычислительной трудоемкости.

2. Решение задачи с итерационным поиском равновесного состояния. Расчет начинается с использования заданных функций издержек всех генерирующих узлов. На каждой итерации поставщик f максимизирует свою прибыль, считая функции издержек и возможности конкурентов по выработке электроэнергии известными и фиксированными. Он определяет параметры характеристик издержек и значения пределов генерации $P_{gi\max}$ электростанций, входящих в состав своей ГК. Имитация действий СО позволяет найти предполагаемую загрузку всех электростанций, принадлежащих другим ГК в ЭЭС.

На следующей итерации следующий поставщик $f+1$ считает данные конкурентов известными и решает двухуровневую задачу относительно параметров своих характеристик и пределов на выработку мощности. Итерации продолжаются до тех пор, пока всем поставщикам не окажется выгодно не менять параметры в характеристиках издержек и предельные возможности производства $P_{gi\max}$ своих электростанций [16].

Двухуровневый подход с поиском равновесных решений в задачах динамического программирования. Большинство опубликованных работ, посвященных двухуровневому планированию режимов ЭЭС, рассматривает загрузку электростанций в одном интервале времени. Такие задачи ориентированы на планирование работы теплоэнергетических систем и не учитывают взаимозависимость принимаемых решений в отдельных интервалах времени. Кроме того, эти работы используют существенные

упрощения в представлении электрической сети и в механизмах назначения цен на оптовом рынке.

Сложность планирования выработки электроэнергии на среднесрочную перспективу в энергосистемах с ГЭС связаны с необходимостью:

формулировки задачи динамического программирования с учетом стохастического характера части информации;

использования двухуровневой постановки задачи при рассмотрении каждого временного интервала;

моделирования (расчета) рыночных цен для каждого временного интервала на обоих уровнях решения задачи;

поиска равновесия интересов поставщиков при формировании их заявляемой информации (первый уровень задачи).

Можно выделить несколько подходов к формулировке задачи многоинтервального динамического планирования режимов ЭЭС. Один из них — представление динамической задачи в виде эквивалентной статической задачи со случайной информацией. Целевой функцией в эквивалентной задаче могут служить суммарные затраты потребителей на покупку электроэнергии за весь период планирования. Ограничения на значения параметров электрических режимов и гидрологические ограничения должны рассматриваться для каждого интервала или группы интервалов. Такой подход использовался для минимизации суммарных эксплуатационных затрат на производство электроэнергии и имел сложные алгоритмы учета случайного характера информации [17, 18]. В рамках эквивалентной задачи трудно выдержать требования на объемы срабатываемой воды и уровни водохранилищ в отдельные интервалы времени.

Другим подходом к решению динамической задачи является выбор наилучшего плана загрузки электростанций с помощью дерева возможных сочетаний (сценариев) условий работы энергосистемы [19]. Подход заключается в анализе экономических показателей работы ЭЭС в процессе перебора большого числа вершин дерева. Реализация такого подхода трудоемка, требует включения вспомогательных алгоритмов сокращения числа рассматриваемых сценариев и ориентирован на рассмотрение единого по ЭЭС критерия оптимизации.

Наиболее приспособленной для планирования выработки электроэнергии в условиях рынка является формулировка задачи с использованием функциональных уравнений [20]. Сложность использования этого подхода при решении практических задач объясняется сложностью аналитического выражения функций полезности. При планировании

выработки электроэнергии в рыночных условиях функцией полезности можно считать зависимость прибыли поставщиков от оставшегося запаса энергоресурсов. Сложность выражения функций полезности преодолевается за счет предварительного построения таких функций [21—23]. Суть предварительного построения функций полезности состоит в том, что для каждого интервала времени, наперед заданных объемов сработанной воды и сценариев боковой приточности решается оптимизационная задача с определением оптимального значения ожидаемой прибыли поставщиков за время до конца периода планирования. По полученным значениям функционала подбираются аналитические выражения для функций будущей прибыли в зависимости от оставшихся в водохранилищах объемов воды [21].

В решении задач краткосрочной и долгосрочной оптимизации режимов по активной мощности можно отметить многолетнее сотрудничество ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС» и их успешный опыт разработки моделей, алгоритмов и программных комплексов в этой области [24]. Преимуществами предлагаемых подходов являются быстрота и надежность получения решения для больших энергосистем, эффективность балансировки режима при задании несовместных систем ограничений.

Особенность среднесрочного планирования выработки электроэнергии состоит в том, что стратегические поставщики могут манипулировать заявляемой (предоставляемой СО) информацией в каждом из рассматриваемых интервалов времени. Оптимальное (с точки зрения получения максимальной прибыли) формирование информации о технико-экономических характеристиках генерирующего оборудования выливается в определение поставщиками набора заявляемых параметров, соответствующих условиям отдельных интервалов. Для получения таких наборов в задаче динамического программирования двухуровневая постановка оптимизационной задачи должна вводиться при рассмотрении каждого временного интервала. Если для решения многоинтервальной задачи планирования используется подход с предварительным построением функций будущей прибыли (полезности), то двухуровневые задачи решаются при рассмотрении каждого интервала и каждого сценария, моделирующего случайные условия работы ЭЭС.

Учет интересов поставщиков в условиях оптового рынка и учет эластичности потребления в среднесрочной перспективе заставляет моделировать значения равновесных цен в узлах расчетной модели. При решении задачи динамического программирования с двухуровневыми оптимизацион-

ными задачами моделировать цены необходимо на каждом интервале времени при решении задач как нижнего, так верхнего уровней.

Поиск равновесия интересов поставщиков существенно усложняется при решении многоинтервальной задачи планирования выработки электроэнергии. Для моделирования поведения конкурентов в условиях олигопольного рынка должно определяться равновесное состояние на каждом шаге решения задачи динамического программирования. Для каждого временного интервала равновесное состояние может быть найдено с использованием одного из подходов, упомянутых ранее.

Выводы. 1. Реструктуризация энергокомпаний и введение конкурентных отношений на оптовом рынке электроэнергии заставляют корректировать применявшиеся ранее методики среднесрочного планирования режимов ЭЭС. Новые подходы к планированию выработки электроэнергии должны учитывать ценовую эластичность потребления, новые критерии принятия решений, олигопольное состояние оптового рынка, корпоративное поведение электростанций в рамках генерирующих компаний, возможные действия конкурирующих поставщиков и их влияние на состояние рынка.

2. Для моделирования поведения генерирующих компаний, способных исказить информацию о технико-экономических характеристиках своего генерирующего оборудования, и действий подразделений Системного оператора, выполняющих централизованное планирование загрузки электростанций, целесообразно применение двухуровневых оптимизационных моделей. Такие модели позволяют генерирующим компаниям учитывать следующие действия Системного оператора.

3. Для планирования выработки электроэнергии в энергосистемах с ГЭС целесообразно использовать методы динамического программирования с предварительным построением функций будущей прибыли (полезности) генерирующих компаний. Такие методы дают возможность учитывать взаимосвязь объемов сработки гидроресурсов в отдельные интервалы времени и стохастический характер информации о притоках воды в водохранилища ГЭС.

4. В условиях олигопольного оптового рынка важно рассматривать взаимное влияние решений по выработке электроэнергии, принимаемых отдельными электростанциями. Для моделирования поведения конкурирующих компаний следует определять равновесные состояния ЭЭС на каждом шаге решения задачи динамического программирования. В равновесном состоянии ни один из поставщиков не заинтересован в изменении инфор-

мации о технико-экономических характеристиках генерирующего оборудования и не стремится менять выработку электроэнергии в одностороннем порядке.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Правила** оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. — Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 854.
2. **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. — Приказ Минтопэнерго РФ от 19.06.2003 № 229.
3. **Порядок** формирования сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации. — Приказ ФСТ от 10.06.2009 №125-э/1.
4. **Bard J.F.** Practical Bilevel Optimization. — Dordrecht (the Netherlands): Kluwer Academic Publishers, 1998.
5. **Dempe S.** Annotated bibliography on bilevel programming and mathematical programs with equilibrium constraints — Optimization, 2003, vol. 52, № 3.
6. **Ершова М.С.** Введение в двухуровневое программирование: Учебное пос. — Иркутск: Иркутск. ун-т, 2006.
7. **Hobbs B.F., Metzler C.B., and Jong-Shi Pang.** Strategic Gaming Analysis for Electric Power Systems: An MPEC Approach - IEEE Trans. Power Systems, 2000, vol. 15, № 2.
8. **Ruiz C., and Conejo A.J.** Pool Strategy of a Producer with Endogenous Formation of Locational Marginal Prices. — IEEE Trans. Power Systems, 2009, vol. 24, № 4.
9. **Мишура А.В.** Оценка эластичности спроса на электроэнергию основных групп промышленных потребителей в России. — Регион: экономика, социология, 2009, № 2.
10. **Мишура А.В.** Влияние цен электроэнергии на объемы потребления электроэнергии в промышленности России в долгосрочном и краткосрочном периоде. — Экономическое развитие России: региональный и отраслевой аспекты. — Сб. научн. трудов/Под ред. У.А. Коломак, Л.В. Машкиной. — Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2009, вып. 10.
11. **Sheble G.** Demand Is Very Elastic! - IEEE Power & Energy, 2009, vol. 9, № 2.
12. **Регламент** проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед. Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. — НП Совет рынка: <http://www.np-sr.ru/norem/marketregulation/joining/marketnorem/>
13. **Загвилл У.И.** Нелинейное программирование. Единый подход. — М.: Советское радио, 1973.
14. **Hobbs B.F.** Linear Complementarity Models of Nash-Cournot Competition in Bilateral and POOLCO Power Markets. — IEEE Trans. Power Systems, 2001, vol. 16, № 2.
15. **Трачук А.** Риски роста концентрации субъектов на рынке электроэнергии — Энергорынок, 2010, № 3(75).
16. **Нечаев И.А., Паламарчук С.И.** Планирование загрузки электростанций в условиях оптового рынка электроэнергии. — Изв. РАН. Энергетика, 2011, № 6.
17. **Цветков Е.В., Алябышева Т.М., Парфенов Л.Г.** Оптимальные режимы гидроэлектростанций в энергетических системах. — М.: Энергоатомиздат, 1984.
18. **Мурашко Н.А., Охорзин Ю.А., Крумм Л.А. и др.** Анализ и управление установившимися состояниями электроэнергетических систем/Под ред. Л.А.Крумма. — Новосибирск: Наука, 1987.
19. **Клер А.М., Деканова Н.П., Санеев Б.Г. и др.** Оптимизация развития и функционирования автономных энергетических систем. — Новосибирск: Наука, 2001.
20. **Белман Р., Дрейфус С.** Прикладные задачи динамического программирования. — М.: Наука, 1965.
21. **Pereira M., Campodonico N. and Kelman R.** Long-term Hydro Scheduling Based on Stochastic Models. — Proc. of the

Intern. Conf. on Electrical Power Systems Operation and Management (EPSOM'98), Zurich (Switzerland), 23–25 Sep. 1998, vol. 1.

22. **Lino P., Barroso L.A., Pereira M et al.** Bid-Based Dispatch of Hydrothermal Systems in Competitive Markets. — Kluwer Academic Publishers: Annals of Operations Research, 2003, № 120.

23. **Легалов Д.И., Паламарчук С.И.** Долгосрочное планирование режимов электроэнергетических систем с ГЭС. — Электричество, 2005, № 10.

24. **Абакшин П.С.** Модель оптимизации долгосрочных энергетических режимов ЕЭС России по активной мощности. — Электрические станции, 2004, № 3.

[17.12.12]

Автор: Паламарчук Сергей Иванович окончил энергетический факультет Иркутского политехнического института в 1968 г. В 1998 г. защитил докторскую диссертацию «Построение математических моделей для адаптивного управления режимами электроэнергетических систем» в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ СО РАН). Главный научный сотрудник СЭМ СО РАН.